



Escuela
Universitaria
Ingeniería
Técnica
Industrial
ZARAGOZA



**Master Oficial
en Energías Renovables y Eficiencia Energética**

**Estudio de viabilidad
de una central térmica de biomasa
en Venezuela**

Memoria (1/2)

Curso académico: 2009-2010

**Alumno: Elena Hernández Abós
Director: Javier Royo Herrero**

Estudio de viabilidad de una central térmica de biomasa en Venezuela

Resumen

Venezuela se ha inmerso en los últimos años en una crisis energética en la que la demanda de electricidad no se ha satisfecho y las restricciones y cortes en el suministro han sido cada vez más frecuentes. El problema del sector eléctrico en Venezuela deriva, además de en el incremento de la demanda eléctrica, en la fuerte dependencia de una única fuente de generación de la electricidad. Más del 73% de la electricidad es de origen hidroeléctrico, generado en las centrales al sur del país, por lo que se precisa de una amplia red de distribución ya que la mayor parte de la población se encuentra al norte.

Con el fin de poner solución a este problema, el gobierno está reorientando su política energética promoviendo el desarrollo de centrales de relativamente pequeño tamaño capaces de suministrar electricidad a sectores más reducidos. Dentro de este plan de generación más distribuida, ya se están implantando pequeñas centrales térmicas de combustibles fósiles de unos 15MW por todo el país.

También se están empezando a promover desde el gobierno las energías renovables, ya que a pesar de ser un país con un gran potencial de recursos aprovechables para las energías verdes, la participación de las mismas en el marco energético global apenas representa en la actualidad un 10%.

Teniendo en cuenta estas consideraciones medioambientales y el comentado nuevo enfoque del sector energético, surge la idea de la instalación de la primera planta de producción eléctrica a partir de biomasa en Venezuela.

El principal objetivo de este estudio es el análisis de viabilidad de una central termoeléctrica de combustión de bagazo de caña de azúcar en la región de Guanare, en el estado de Portuguesa, gestionada por Cadafe, la compañía estatal de generación y distribución eléctrica.

El bagazo sería suministrado por la empresa azucarera Molipasa y la cantidad disponible del combustible dependerá de su producción. Así, se analizan tres escenarios diferentes posibles dependiendo de la cantidad de bagazo disponible, proponiéndose para cada una de ellas diferentes configuraciones de ciclo de vapor.

Por último, una vez analizada la viabilidad tecnológica de la planta, se analiza el coste económico de las diferentes propuestas para definir la opción más recomendable en cada uno de los escenarios.

Indice

1.	Antecedentes y objetivos	5
1.1.	Introducción.....	5
1.2.	Venezuela	5
1.3.	Objetivos.....	7
2.	Recursos biomásicos	8
2.1.	Introducción.....	8
2.2.	Recursos biomásicos de Venezuela.....	8
2.3.	Recursos biomásicos en el estado de Portuguesa	8
2.4.	Caña de azúcar.....	8
2.5.	Bagazo	9
3.	Estado del arte	10
3.1.	Introducción.....	10
3.2.	Calderas de biomasa	10
3.3.	Ciclos de centrales térmicas de biomasa	13
4.	Dimensionamiento y prediseño de la central.....	18
4.1.	Introducción.....	18
4.2.	Posibles escenarios	18
4.3.	Análisis tecnológico: Ciclo de vapor.....	19
4.4.	Configuraciones de ciclo de vapor simuladas por escenario.....	22
4.5.	Resultados obtenidos en las simulaciones	22
5.	Análisis económico	24
5.1.	Introducción.....	24
5.2.	Costes contemplados	24
5.3.	Resultados.....	25
6.	Conclusiones.....	32
7.	Bibliografía.....	33

Indice de anexos

1.	Calderas de biomasa.....	36
1.1.	Pirotubulares.....	36
1.2.	Acuotubulares.....	36
1.3.	Lecho fijo.....	36
1.4.	Lecho fluidizado.....	39
2.	Calderas de bagazo.....	40
3.	Simulaciones de los ciclos de vapor propuestos en EES.....	41
3.1.	Configuración 1.....	44
3.2.	Configuración 2.....	45
3.3.	Configuración 3.....	48
3.4.	Configuración 4.....	51
3.5.	Cálculo del precio mínimo de kWh.....	54
4.	Equipos.....	54
4.1.	Caldera.....	54
4.2.	Turbinas.....	56

Índice de tablas

Tabla 1. PCI bagazo de caña	9
Tabla 2. Características calderas de biomasa	12
Tabla 3. Calderas de central térmicas existentes.	17
Tabla 4. Resultados simulaciones EES.....	23
Tabla 5. Costes de inversión España y Venezuela.	24
Tabla 6. Valores de TIR y VAN (Escenario 2 - España)	27
Tabla 7. Valores de TIR y VAN (Escenario 2 - Venezuela)	27
Tabla 8. Valores de TIR y VAN (Escenario 1 - España)	29
Tabla 9. Valores de TIR y VAN (Escenario 1 - Venezuela)	29
Tabla 10. Valores TIR y VAN (España)	31
Tabla 11. Valores TIR y VAN (Venezuela)	31
Tabla 12. Tarifas mínimas kWh (Venezuela).....	31

Índice de gráficas

Gráfica 1. Rendimiento vs P3.....	20
Gráfica 2. Rendimiento vs P2.....	20
Gráfica 3. Rendimiento vs P2.....	21
Gráfica 4. Rendimiento vs P4.....	22
Gráfica 6. Escenario 1- C4: Beneficio vs Precio de la biomasa	26
Gráfica 7. Escenario 1- Venezuela: Beneficio vs Precio electricidad.	26
Gráfica 8. Escenario 2- C2-C3: Beneficio vs Precio de la biomasa	27
Gráfica 9. Escenario 2- Venezuela: C2-C3. Beneficio vs Precio electricidad.	28
Gráfica 10. Escenario 3- C1-C2: Beneficio vs Precio de la biomasa	29
Gráfica 11. Escenario 3- Venezuela: C1-C2. Beneficio vs Precio electricidad.	30

Índice de figuras

Figura 1. Detalle superficie agujereada de parrilla Pinhole	13
Figura 2. Parrilla Pinhole antes (izqda) y después (dcha) del proceso de limpieza	13
Figura 3. Esquema configuración 1.....	14
Figura 4. Esquema configuración 2.....	15
Figura 5. Esquema configuración 3.....	15
Figura 6. Esquema configuración 4.....	16

1. Antecedentes y objetivos

1.1. Introducción

En los últimos años, la evidencia de los efectos nocivos de la acción humana sobre el medioambiente como son el calentamiento global, la desaparición de la capa de ozono o la lluvia ácida, ha motivado una mayor preocupación por su conservación. Estos efectos son consecuencia, en muchos casos, de la degradación causada por el uso indiscriminado de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón o el gas natural, por lo que desde hace unos años son muchos los esfuerzos para encontrar formas de energía capaces de sustituir a las fuentes fósiles, las denominadas energías renovables, limpias o alternativas.

Una de estas energías limpias es el empleo de biomasa como fuente primaria de energía. La biomasa puede ser valorizada por combustión directa o por combustión del biogas o biocombustible generado a partir de ella.

El empleo de biomasa supone un balance neto de CO₂ emitido prácticamente cero si se tiene en cuenta el análisis de ciclo de vida, ya que el CO₂ emitido en la combustión es igual al absorbido previamente por la biomasa durante su crecimiento. La sustitución de combustibles fósiles convencionales por biomasa está aumentando considerablemente, ya que, además de los beneficios ambientales, puede suponer importantes ventajas económicas y sociales.

1.2. Venezuela

Venezuela, en la parte septentrional de América del Sur, se divide en 25 estados. Tiene una extensión de 916.445 km² y 28 millones de habitantes.

Venezuela tiene una economía basada principalmente en la extracción y refinado del petróleo. El sector agrícola tiene también cierta relevancia en la economía global del país. Por su situación geográfica y orografía Venezuela posee gran diversidad de ecosistemas aptos para el cultivo de muy distintas especies, siendo las principales, café, cacao, caña de azúcar, maíz, arroz, sorgo, ajonjolí, cacahuete, girasol y algodón [19].

1.2.1. Sector energético

En el aspecto energético, Venezuela dispone de grandes recursos energéticos tanto de origen fósil como renovable. Con respecto a los recursos fósiles, Venezuela es en la actualidad el país con mayores reservas petroleras en el mundo con la reciente certificación de la Faja Petrolífera del Orinoco. Se calcula, además, que posee un 2,7% el gas natural mundial y es el segundo país latinoamericano en cuestión de reservas de carbón. [1]

El aporte actual de las energías renovables supone hoy un 10,6% de la energía producida en el país según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe [20]. Según un estudio realizado a partir de datos oficiales del Ministerio de Energía Venezolano, en el año 2002 se estimaba que el potencial aprovechable de este tipo de

energías era tres veces superior a la producción diaria de petróleo, siendo la energía solar, la eólica y la bioenergía las energías renovables con mayor potencial [1].

El principal obstáculo en el desarrollo de este tipo de energías es que Venezuela es un país con una larga tradición petrolera y una economía y política energética basada casi en su totalidad en el consumo de combustibles fósiles. En los últimos años, un valor promedio del 72% de la producción de energía primaria corresponde a la producción de petróleo, un 16% a la de gas natural, un 9% a la energía hidroeléctrica y un 3% al carbón [1].

El consumo energético interno del país representa un 15% de la producción de energía primaria, del cual, cerca de un 80% es de combustibles fósiles líquidos. Es un consumo bastante elevado, ya que supone cerca del 1% del consumo mundial siendo Venezuela un país cuya población representa un 0,4% de la población mundial.

1.2.2. Sector eléctrico

En cuestión de generación eléctrica el sistema ha cambiado mucho en los últimos 40 años en el país, pasando de un sistema de generación eléctrica basado en centrales termoeléctricas a un sistema prácticamente sustentado en la generación en centrales hidroeléctricas. Así, en el año 2010, el 73% (13.865 MW) de la capacidad instalada total fue de origen hidroeléctrico, el 26% (7.350 MW) de origen térmico (plantas de combustión de gas natural, diesel, fuel oil o una combinación de ambos) y el 1% de la electricidad tuvo que ser importado [2].

El sistema eléctrico venezolano presenta varios problemas importantes. Uno de ellos es que la alta dependencia de una única fuente hace que cualquier fallo en ella resulte en un fallo en el suministro total de electricidad. Por otro lado, otro de los problemas es la situación de las centrales hidroeléctricas, ya que mientras la mayoría de ellas se encuentran al sur del país, la mayor parte de la población y los núcleos urbanos se encuentran en el norte, por lo que las redes de distribución son muy extensas, implicando elevados costes de reparación y mantenimiento y aumentando la probabilidad de fallos por lo que las actuales redes de distribución se encuentran en un estado bastante precario de conservación.

1.2.3. Crisis energética

En la actualidad Venezuela está inmersa en una intensa crisis energética. En 2008, según datos oficiales del Ministerio de Energía la demanda supuso el 90% de la potencia instalada y en 2009 la demanda finalmente superó en un promedio de 1.000 MW la producción diaria [2].

Las principales causas de esta situación son el rápido aumento de la demanda, debido al crecimiento demográfico y de las zonas urbanas, y el mal estado del sistema, ya que además de la falta de inversión en los sistemas de generación, tampoco se han mantenido en las condiciones óptimas de conservación las líneas de transmisión y distribución.

Otra de las causas que han desencadenado esta crisis energética ha sido la política

energética desarrollada por el gobierno desde hace años. Así, desde el gobierno se ha fomentado de manera indirecta el consumo irresponsable tanto de electricidad como de combustibles fósiles, tales como gasolina y gasoil, debido al gran subsidio que éstos reciben por parte del gobierno. Los precios ni siquiera cubren los costes de producción. Por ejemplo, el coste del litro de gasolina en Venezuela es el más bajo a nivel mundial, 3 céntimos de euro por litro, mientras que las tarifas eléctricas han permanecido congeladas desde el año 2002 siendo actualmente 4 céntimos de euro por kWh la tarifa más elevada [21], [22].

En esta situación, el gobierno está desarrollando un intensivo plan para paliar la crisis, que incluye, como ya se ha comentado, la instalación de 67 plantas de 15 MW basadas en motores diesel, que suponen un total de 1.000 MW, en zonas en las que el suministro de electricidad es complicado, enfocando de esta manera, la generación eléctrica a un nuevo sistema de generación, más distribuida [2]. Por otra parte, se ha realizado el lanzamiento de campañas de sensibilización entre la población, para crear una conciencia de ahorro y consumo responsable, y se está planteando una posible subida de los precios.

1.3. Objetivos

La incapacidad de cubrir la demanda eléctrica y el deficiente estado en el que se encuentra el actual sistema de generación y distribución eléctrica en Venezuela hacen necesaria la ampliación, modernización y mejora del mismo.

Contribuyendo al plan de creación de una red de centrales de potencia de pequeño y mediano tamaño en zonas donde el suministro eléctrico es difícil, y teniendo en cuenta los beneficios medioambientales que supondría, se ha planteado la realización de un estudio la viabilidad de la primera central termoeléctrica alimentada con bagazo de caña de azúcar en Venezuela.

La planta se instalaría en el estado de Portuguesa, en el municipio de Guanare. Sería gestionada por Cadafe, la empresa estatal eléctrica, y el bagazo de caña de azúcar sería suministrado por una de las empresas agrícolas más importantes del país, Molipasa.

En este marco se encuadra el presente proyecto, cuyo principal objetivo es comenzar el estudio de viabilidad de la planta mencionada, para lo cual se han realizado las siguientes actividades concretas:

- Breve estudio teórico de los recursos biomásicos de Venezuela (capítulo 2).
- Revisión del estado del arte de calderas y centrales térmicas de biomasa. (capítulo 3).
- Análisis técnico de las posibles centrales y definición de las configuraciones de planta más eficientes según los diferentes escenarios (capítulo 4).
- Análisis de los costes asociados a cada una de las centrales propuestas y determinación de la opción más viable económicamente en cada uno de los escenarios (capítulo 5).

2. Recursos biomásicos

2.1. Introducción

A continuación se comenta la disponibilidad del bagazo necesario para alimentar la central así como sus principales características.

2.2. Recursos biomásicos de Venezuela

Venezuela, por su situación geográfica y climatología, cuenta con una amplia variedad de especies vegetales y es apta para el crecimiento de un gran número de cultivos distintos. Aproximadamente, más del 50% de la superficie son selvas y bosques y cuenta con más de 21 millones de hectáreas de suelo agrícola. Los principales cultivos en Venezuela son arroz, algodón, maíz, ajonjolí, girasol, caraote, cacao, sorgo, café y caña de azúcar [19].

Venezuela es un importante productor de caña de azúcar a nivel mundial: en la última zafra, 2009-2010, tuvo una producción de 5,7 millones de toneladas de caña, lo que supone aproximadamente 1,4 millones de toneladas de bagazo de caña [3].

2.3. Recursos biomásicos en el estado de Portuguesa

En cuanto a la evaluación de la disponibilidad de recursos biomásicos, se ha de tener en cuenta la situación geográfica, climatología y economía de la zona donde se plantea instalar la planta, en este caso el estado de Portuguesa, y en concreto el municipio de Guanare.

El estado de Portuguesa se encuentra en la transición entre la cordillera de los Andes y Los Llanos y tiene un clima predominantemente tropical lluvioso de sabana. Estas condiciones climatológicas favorecen la actividad agrícola convirtiéndola en la actividad económica más relevante del estado. Los principales cultivos son maíz, arroz, ajonjolí, algodón, sorgo, caña de azúcar, caraota, tabaco y café [23].

La planta será alimentada exclusivamente con bagazo de caña de azúcar, que será suministrado por la empresa azucarera Molipasa, cuya producción de bagazo es del orden de 350 kt anuales.

2.4. Caña de azúcar

Venezuela presenta las condiciones idóneas para el cultivo de caña de azúcar, ya que ésta precisa de climas tropicales, una temperatura cálida y abundante agua, para su crecimiento. La caña de azúcar se adapta a casi todo tipo de suelos, obteniendo mayor concentración de azúcar en suelos ligeros, suelos muy aireados que permiten el fácil acceso del agua. Así, las principales zonas de producción de azúcar se encuentran en el sudeste y este de Sudamérica, la región del Amazonas, África central y la zona del sudeste asiático. El tiempo de cosecha es de 6 a 12 meses, dependiendo de las características de la zona de cultivo, cortándose el tallo por la parte inferior. La caña cortada seguirá su desarrollo sin problemas y no es necesario su replante hasta los 5-10

años.

La caña de azúcar tiene una composición media de 65-75% agua, 11-18% de azúcares, 8-14% de fibra y 12-23% de sólidos insolubles [4].

De la cosecha y procesamiento de la caña de azúcar se obtienen tres productos, el caldo y el bagazo, ambos productos de la propia caña, y la paja arrastrada en la recolecta de la caña. Pueden obtenerse hasta más de 150 productos y subproductos de gran valor con muy diferentes usos, desde azúcar, producto principal de la caña, hasta bioetanol o melaza utilizados como combustibles, vinaza usado como fertilizante, o el bagazo, con distintas aplicaciones, desde su uso como pienso para animales o para la producción de bioetanol, hasta su uso como combustible para la producción de calor, energía mecánica o energía eléctrica [4].

2.5. Bagazo

El bagazo de caña de azúcar es el residuo de la extracción del caldo de la caña de azúcar. Tiene una composición media del 50% de agua, 46% de fibra, y 4% de sólidos disueltos. Su composición elemental aproximada es: C=43,82%; H=5,85%; O=47,10%; N=0,35% [4].

El PCI del bagazo de caña depende mucho tanto de la variedad de la caña como de la zona de cultivo. Para el presente proyecto se ha considerado un valor medio de PCI de bagazo de caña al 50% de humedad de 7.750 MJ/t (véase la tabla 1).

Referencia	PCI (kJ/kg)
Pellegrini	7.740
Peres	8.194
Aalborg Industries	7.536,20
Ensinas	7.542
Media	7.753,05

Tabla 1. PCI bagazo de caña [4]

Se estima que la producción media de caña por hectárea cultivada es de 56,3 t/ha y la cantidad media de bagazo por tonelada de caña procesada es de 250 kg/t según la tipología del suelo y la caña [4].

3. Estado del arte

3.1. Introducción

En el apartado siguiente se expone la información encontrada en bibliográfica acerca de calderas de biomasa y bagazo y las configuraciones de vapor más comunes en centrales térmicas de biomasa. Se pretende definir así el tipo de caldera y configuración de ciclo de vapor más adecuado.

3.2. Calderas de biomasa¹

El desarrollo de la tecnología de calderas de potencia para centrales térmicas alimentadas exclusivamente con biomasa ha sido muy lento hasta hace unos años, en que motivado por la creciente preocupación medioambiental está despertando un notable interés y recibiendo, ahora sí, un importante impulso.

Hoy por hoy, apenas el 1%, en potencia instalada, de las calderas de este tipo a nivel mundial son alimentadas exclusivamente con biomasa del que una parte importante corresponden a calderas de bagazo [5].

La causa de este desinterés ha sido, principalmente, el menor rendimiento de las centrales alimentadas con biomasa, con valores medios de eficiencia de entre el 15 y el 30%, comparado con el de centrales convencionales de combustibles fósiles. Por otro lado el coste específico de instalación de este tipo de centrales es superior al de centrales convencionales, ya que las centrales de biomasa son de menor tamaño, generalmente inferiores a 50 MW, mientras que las centrales de carbón pueden superar los 1.000 MW [6].

En combustión de biomasa, atendiendo al intercambio de calor entre los gases y el agua en la caldera pueden distinguirse dos tipos de calderas, pirotubulares y acuotubulares. En las calderas pirotubulares la transferencia de calor se realiza mediante el paso de los gases de combustión por el interior de unos tubos sumergidos en un tanque lleno de agua. Este tipo de calderas son adecuadas para instalaciones de pequeñas potencias. En las calderas acuotubulares, al contrario de cómo ocurre en las pirotubulares, el agua circula por el interior de los tubos y absorbe energía procedente de los gases de combustión que circulan por el exterior. Este tipo de calderas son en la actualidad las más utilizadas en combustión de biomasa cuando se requieren altas producciones de vapor y siempre se emplean este tipo de calderas en centrales térmicas [7].

Atendiendo al tipo de quemador y cámara de combustión, las calderas de biomasa pueden clasificarse en calderas de lecho fijo (o parrilla) y lecho fluidizado, que se describen a continuación en los siguientes subapartados.

3.2.1. Calderas de lecho fijo [8], [9], [10], [11], [12], [13], [14]

La caldera de lecho fijo, también denominada caldera de parrilla, es la tecnología más tradicional de combustión de sólidos. El combustible es introducido en la caldera y se dispone sobre una parrilla donde se quema gracias a la corriente de aire inyectada a

¹ Una información más detallada se muestra en el anexo 1, “Calderas de biomasa”

través de ella.

Una de las principales características de las calderas de lecho fijo es que es una tecnología madura cuyos costes de inversión y mantenimiento son bajos. Por otro lado, el rendimiento es inferior al de otros tipos de calderas, encontrándose valores medios de eficiencia entre el 50 y el 80% según el tipo de parrilla, el control sobre el proceso es más complicado y los niveles de emisiones de gases contaminantes son bastante elevados.

Existen diversos tipos de parrillas. Las más comunes son las parrillas fija inclinada, viajera y vibrante. La parrilla fija inclinada es la opción más económica para plantas de pequeña potencia, pero no es recomendable en el caso de combustibles con alto contenido en ceniza para lo cual se emplearán parrillas viajeras o vibrantes².

Según cómo se introduce el combustible, las calderas de lecho fijo pueden clasificarse en calderas de combustión en pila, de alimentación inferior o superior y calderas de parrilla con esparcidor.

Las calderas de combustión en pila a pesar de ser muy simples y poco costosas, están prácticamente en desuso por el mal control sobre la combustión, baja eficiencia y los elevados niveles de emisiones nocivas.

Las calderas de alimentación inferior tampoco son muy utilizadas por cuestiones medioambientales, mientras que en las de alimentación superior el principal inconveniente es que se requieren tamaños más grandes por la mayor presencia de inquemados.

Las calderas con esparcidor o de suspensión están provistas de un sistema de inyección de combustible mecánico o neumático que permite la combustión en suspensión de la fracción fina del combustible y una distribución más uniforme sobre la parrilla. Estas calderas ofrecen mejores resultados de eficiencia en combustión de biomasa (entre el 80 y el 87%) y un tiempo de respuesta corto, pero los costes son mayores ya que son instalaciones más complejas. Las parrillas más comunes usadas en estas calderas son las parrillas móviles, viajera y vibrante en el caso de combustibles con alto contenido en cenizas y parrillas fija inclinada para combustibles con bajo contenido en cenizas.

3.2.2. Calderas de lecho fluidizado [8], [9], [10], [11], [12], [13]

Las calderas de lecho fluidizado se basan en la combustión de una mezcla de partículas de combustible y material inerte fluidizadas por una corriente de aire inyectado desde la parte inferior del lecho. Se produce una rápida transferencia de calor consiguiéndose una rápida combustión a menor temperatura que en calderas de parrilla (800°-900°), reduciendo así los niveles de formación del NO_x térmico y aumentándose el rendimiento con valores que pueden ser superiores al 90%.

Las principales ventajas de la combustión en lecho fluidizado con respecto a la combustión en lecho fijo son una mejor eficiencia, una significativa reducción de las emisiones contaminantes y poca exigencia en cuanto a la calidad del combustible,

² Una información más detallada se muestra en el anexo 1, “Calderas de biomasa”

mientras que el principal inconveniente son los elevados costes que implican.

Existen dos tipos de calderas de lecho fluidizado según la velocidad de fluidización. Las calderas de lecho burbujeante, con menor velocidad de fluidización y menores costes de inversión y operación, son más empleadas en procesos de combustión de biomasa que las de lecho circulante. Así, la biomasa es el combustible más utilizado en centrales térmicas con calderas de lecho fluidizado de más de 2.000 MWe de potencia instalada a pesar de que los costes son muy superiores a los calderas de lecho fijo [12].

3.2.3. Resumen calderas de biomasa

En la tabla 2 se resumen de manera muy general algunas características de las principales calderas de biomasa [15].

Caldera	P. Inclínada	P. Basculante	Caldera suspensión
		P. Viajera	Lecho fluidizado
Eficiencia (%)	50-60	50-80	80- > 90
Tª máxima de vapor (°C)	300	320-510	400-550
Presión máxima de vapor (bar)	18	18-140	70-130
Caudal máximo de vapor (t/h)	35	80	hasta 550

Tabla 2. Características calderas de biomasa [15]

3.2.4. Calderas de bagazo ³

A pesar de que la combustión en lecho fluidizado es muy apta para la combustión de gran cantidad de combustibles como carbón y muchos tipos de biomasa, no presenta grandes ventajas para la combustión del bagazo de caña de azúcar, ya que además de necesitar un intensivo tratamiento previo (astillado, molienda...) aumentando así considerablemente los costes, la fluidificación del bagazo por su naturaleza fibrosa y su alto contenido en humedad resulta compleja y tiende a quemarse en suspensión antes que en el lecho. Así, a pesar de que se obtienen mejores rendimientos en calderas de biomasa de lecho fluidizado, en el caso del bagazo, la tecnología más rentable es la combustión en lecho fijo [9], [17].

Muchas de las actuales calderas de bagazo son calderas instaladas en fábricas de azúcar que han sustituido sus calderas alimentadas con combustibles fósiles, como carbón, por el bagazo de caña de azúcar generado en la propia fábrica, por lo que son calderas con parrillas adecuadas para la combustión de combustibles con alto contenido en cenizas, viajera y basculante. Hoy por hoy, las calderas de lecho fijo con parrilla basculante son las más empleadas en plantas de combustión de bagazo de caña en Sudamérica [24].

El contenido en cenizas del bagazo no es muy elevado y por sus características, baja densidad y alto contenido en volátiles, las calderas de suspensión resultan muy adecuadas y proporcionan un mayor rendimiento que las calderas de lecho fijo para la combustión de bagazo. Uno de los problemas de las calderas de suspensión es el deterioro de la parrilla por una mayor exposición a la radiación debido a la menor cantidad de cenizas sobre la misma. La parrilla más adecuada para calderas de biomasa

³ Una información más detallada se muestra en el anexo 2: “Calderas de bagazo”

de suspensión es la parrilla fija inclinada tipo Pinhole [17], [24].

La parrilla Pinhole es una parrilla fija inclinada refrigerada por agua o aire provista de pequeños agujeros distribuidos por toda su superficie a través de los cuales se introduce el aire primario de combustión.

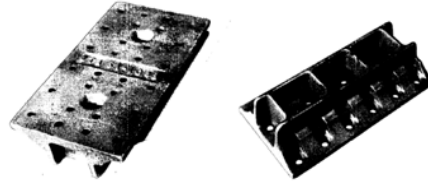


Figura 1. Detalle superficie agujereada de parrilla Pinhole [17]

Estas parrillas presentan importantes ventajas con respecto a las parrillas utilizadas tradicionalmente en calderas de combustión. Las características más importantes son el sistema de limpieza y el sistema de refrigeración. La parrilla Pinhole dispone de un sistema de limpieza automatizado muy eficiente que consiste en el arrastre de la ceniza mediante la inyección de vapor de agua desde los laterales de la parrilla, evitando la formación de depósitos que dificulten la transferencia de calor.

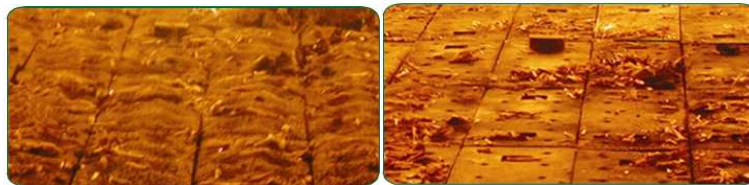


Figura 2. Parrilla Pinhole antes (izqda) y después (dcha) del proceso de limpieza [24]

Gracias a la eficacia de estos sistemas pueden alcanzarse las altas temperaturas presentes en la combustión del bagazo sin dañar la parrilla y se evitan de manera más eficaz los problemas relacionados por la acumulación de cenizas, mientras que los costes son menores que los de parrillas basculantes [17], [24].

3.3. Ciclos de centrales térmicas de biomasa

En los últimos años, en países como España, los Países Bajos o Polonia se han registrado aumentos del 50 y hasta el 100% de energía generada a partir de biomasa, pero a pesar de esto, la Agencia Internacional de la Energía estima que el actual ritmo de crecimiento de generación eléctrica a partir de biomasa, 1,3% anual, es muy inferior al potencial de los recursos biomásicos.

La producción eléctrica en centrales de potencia a partir del vapor generado mediante combustión directa es una tecnología madura. Los principales obstáculos de las centrales termoeléctricas de biomasa son el menor rendimiento y los costes de la electricidad generada aun no competitivos con los de centrales de combustibles fósiles. Por otro lado existe el problema de la garantía y estabilidad en el suministro de la biomasa, ya que compite como materia prima de otras industrias, como la producción de biocarburantes o papel.

Las configuraciones más comunes de ciclo de vapor para centrales térmicas de biomasa

de menos de 20 MW suelen tener entre uno (desgasificador) y tres precalentadores (un desgasificador, un precalentador de alta presión y otro de baja) y no suelen tener recalentador⁴.

A continuación se muestran cuatro configuraciones típicas de ciclo de vapor en centrales térmicas de biomasa.

– **Configuración 1:** sólo desgasificador

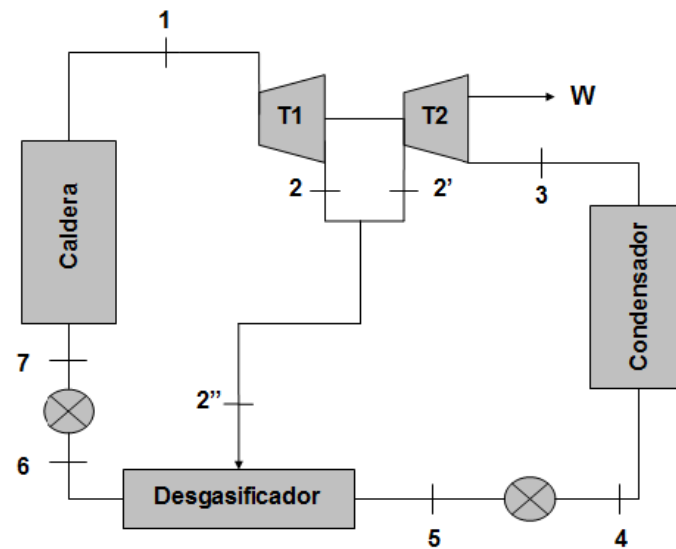


Figura 3. Esquema configuración 1.

Este tipo de ciclo de vapor es, en general, indicado para plantas de pequeña potencia (< 5 MW).

El ciclo consiste en un ciclo Rankine en el cual el vapor generado en la caldera atraviesa una turbina con una extracción de alta presión hacia el desgasificador. Tras el paso por la turbina el caudal de vapor se condensa en el condensador tras lo que se mezcla con la extracción de la turbina en el desgasificador para introducirse más tarde en la caldera.

⁴ Información facilitada por una empresa de servicios energéticos y medioambientales.

- **Configuración 2:** un desgasificador y un precalentador de baja presión

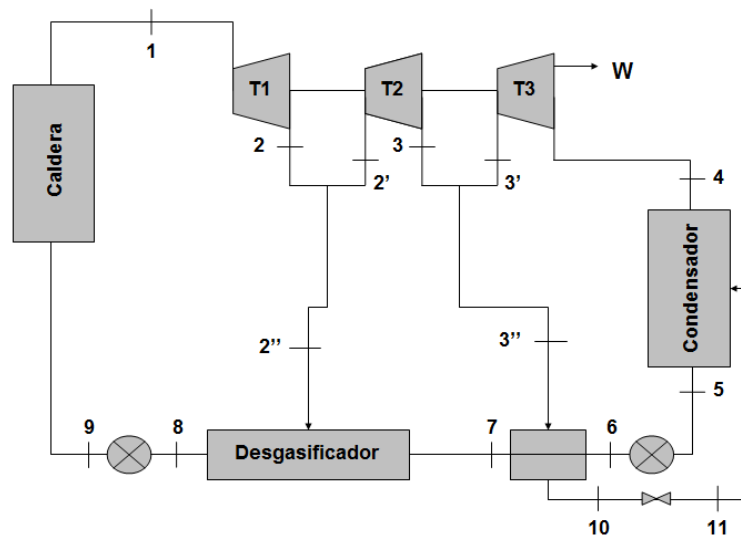


Figura 4. Esquema configuración 2.

Este ciclo de vapor es, en general, indicado para plantas de pequeña potencia (<5 MW).

La configuración 2 consiste en un ciclo Rankine con una extracción de alta presión hacia el desgasificador y una de baja presión que tras su paso por un precalentador cerrado entra en el condensador. El flujo de salida del precalentador de baja presión atraviesa el desgasificador donde se mezcla con la extracción de vapor de alta presión antes de introducirse de nuevo en la caldera.

- **Configuración 3:** un desgasificador y un precalentador de alta presión

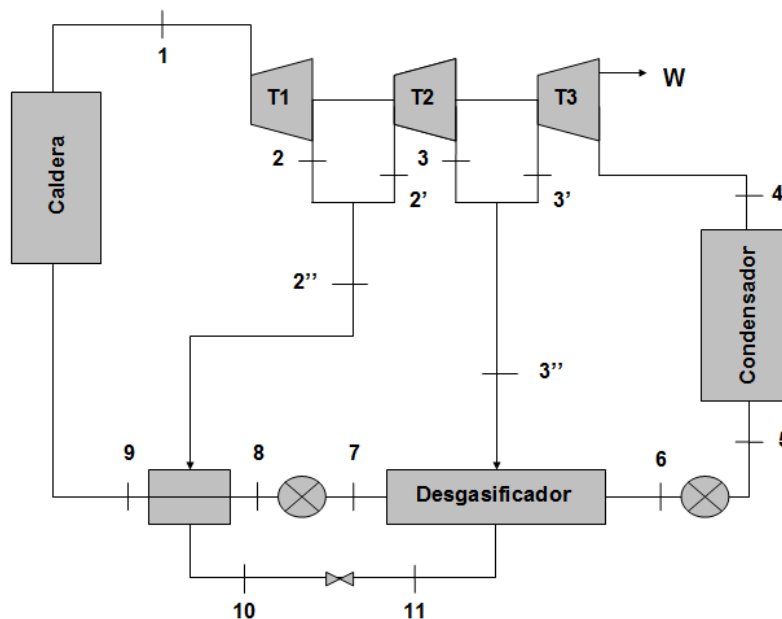


Figura 5. Esquema configuración 3.

La configuración 3 está indicada, en general, para plantas de pequeñas y medianas potencias (< 15 MW).

El ciclo de vapor de la figura 5 es un ciclo Rankine con dos extracciones una de alta presión dirigida a un precalentador cerrado y otra extracción de baja presión a la segunda turbina que va al desgasificador.

El vapor tras su paso por las turbinas y el condensador atraviesa el desgasificador donde se mezcla con la extracción de vapor de alta presión tras su paso por el precalentador de alta presión y la extracción de media presión.

- **Configuración 4:** un desgasificador y dos precalentadores (alta y baja presión)

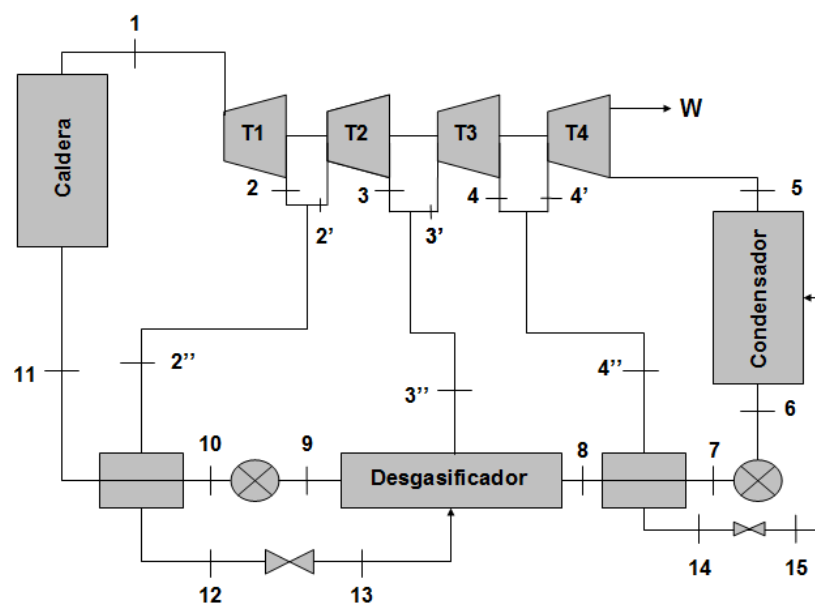


Figura 6. Esquema configuración 4.

El ciclo de vapor de la configuración 4 es un ciclo típico de plantas de biomasa de medianas y grandes potencias (> 15 MW).

Es un ciclo Rankine con tres extracciones. El vapor tras su paso por las turbinas se introduce en el condensador donde se mezcla con la extracción de vapor de baja presión realizada a la turbina tras su paso por el precalentador. La corriente de salida del precalentador de baja presión atraviesa el desgasificador donde se mezcla con la extracción de media presión y con la extracción de vapor de alta presión tras su paso por el precalentador de alta presión. La corriente resultante entra entonces en el precalentador de alta presión atravesada por la extracción de vapor de alta tras lo cual se introduce de nuevo en la caldera.

Según experiencias previas de calderas de centrales térmicas alimentadas con biomasa, se estima que el vapor es generado a una presión media de 70 bar y 500 °C de temperatura media. En la tabla 3 se recogen las características del vapor generado en caldera en algunas instalaciones ya existentes [24].

Central térmica	Parrilla	Producción vapor (t/h)	Presión vapor (bar)	Tª vapor (°C)
Usina Cocal II	Pinhole	350	67	520
Usina São José	Pinhole	300	94	520
Usina Santa Terezinha	Pinhole	300	65	480
Usina São Francisco	Pinhole	250	67,6	480
Usina Interlagos	Pinhole	220	67,3	480
Usina Uberaba	Pinhole	120	23-67	320-490
Abengoa bioenergía	Pinhole	250	67	520
Bioenenergía cogeneradora Ltda.	Basculante	150	63,2	480
Termoeléctrica Santa Adélia Ltda.	Basculante	175	63,2	480
Usina Barra Grande de Lençóis	Basculante	180	65	520
Usina Vale do Paraná	Basculante	200	21-65	355-515

Tabla 3. Calderas de central térmicas existentes [24].

Se consideran presiones típicas de los equipos, 0,11 bar en el condensador y 2,7 bar en el desgasificador.

4. Dimensionamiento y prediseño de la central

4.1. Introducción

A continuación se definen los posibles escenarios, según la cantidad de biomasa disponible, y se analizan los resultados obtenidos de la simulación en EES de los ciclos de vapor de las centrales propuestas en cada escenario para determinar cual será la configuración de ciclo más eficiente en cada uno de ellos.

4.2. Posibles escenarios

Como se ha comentado previamente, el bagazo será suministrado por la empresa Molipasa. Molipasa es una empresa agroindustrial centrada en la producción de azúcar a partir de caña de azúcar. Fue fundada en 1975 en el estado Portuguesa. En sus comienzos tenía una capacidad de molienda de caña de azúcar de 2.000 t/día y en la actualidad ya procesa más de 3.300 t/día. Desde el año 2005, Molipasa ha estado desarrollando un intenso plan de crecimiento que incluye tareas de renovación e innovación de los equipos y procesos en busca de una producción más eficiente.

Molipasa, en la actualidad, utiliza una parte de los residuos generados para su propio autoconsumo. En la última zafra (2008-2009), tuvo una producción de 337,2 kt de bagazo, de las cuales, 218,8 kt, fueron destinadas para su propio consumo, ya que dispone de calderas de bagazo y gasoil, y así, tuvo un excedente de residuo de 118,4 kt. Esta fracción de bagazo no utilizada supone principalmente costes y problemas a la propia fábrica ya que debe almacenarla y gestionar el modo de deshacerse de ella.

Para el estudio realizado, se ha estimado una producción de bagazo media anual de 350 kt, de las cuales, 230 kt se consideran se emplean para autoconsumo. A partir de este valor, se analizan tres posibles escenarios en función de la cantidad de biomasa suministrada:

Escenario 1:

La fábrica aporta a la central todo el bagazo generado, 350 kt, y cubre sus necesidades energéticas con otro combustible.

Escenario 2:

Es el escenario actual y más probable, se disponen de 120 kt de bagazo.

Escenario 3:

La fábrica se plantea en un futuro sustituir sus actuales calderas de gasoil por calderas de biomasa, por lo que el autoconsumo aumentaría en 60 kt anuales. La biomasa disponible para la central son 60 kt.

Se analiza la viabilidad en cada uno de los escenarios de las posibles plantas de potencia según las configuraciones de ciclo de vapor mostradas en el apartado 3.

4.3. Análisis tecnológico: Ciclo de vapor

Se han realizado las simulaciones de los ciclos de potencia de las posibles centrales según los distintos escenarios con la herramienta EES⁵.

Para los cálculos, en las simulaciones se han tomado los valores citados previamente de 2,7 bar de presión en el desgasificador y 0,11 bar en el condensador. Teniendo en cuenta que la caldera seleccionada para la planta es una caldera de suspensión se ha supuesto un rendimiento medio de caldera del 85%, ya que como se ha mencionado en el apartado 3.2.3 los valores medios de eficiencia de este tipo de calderas está entre el 80 y 87% y se ha estimado una eficiencia de bombas y turbinas del 85% y un rendimiento eléctrico del 97%.

4.3.1. Configuración 1

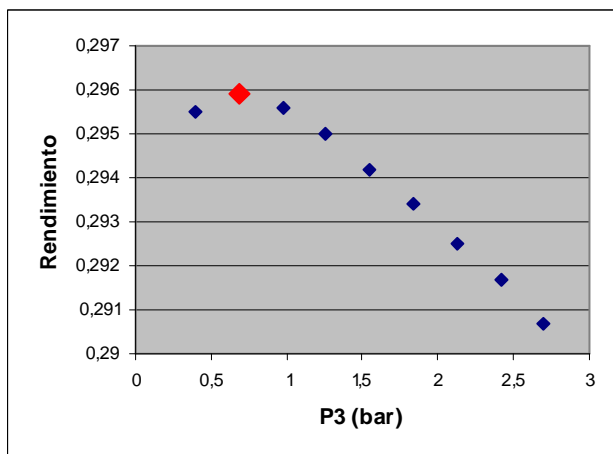
En la configuración de vapor 1 el vapor generado en la caldera a 500 °C y 70 bar (pto 1) tras pasar por la turbina se introduce en el condensador a 0,11 bar y 47,6 °C (pto3) donde se condensa hasta el estado de líquido saturado a 0,11 bar y 47,6 °C (pto 4). El vapor tras el paso por la bomba se introduce en el desgasificador a 0,11 bar y 47,6 °C (pto 5) donde se mezcla con la corriente vapor de alta presión extraída de la turbina a 2,7 bar y 141,5 °C (pto 2”). La corriente de salida, a 2,7 bar y 130 °C (pto 6) se bombea hasta la presión de caldera, 70 bar (pto 7) y entra en de nuevo en ella.

4.3.2. Configuración 2

En la configuración 2 el vapor sobrecalentado en la caldera atraviesa la turbina y entra en el condensador a 0,11 bar y 47,6 °C (pto 4) donde se mezcla con la extracción de baja presión de la turbina, tras su paso por el precalentador, que entra al condensador a 0,11 bar y 47,6 °C (pto 11). La corriente de salida es bombeada hasta la presión del desgasificador, 2,7 bar. A la salida del precalentador, atravesado por la extracción de vapor de baja presión, 0,68 bar y 89,3 °C, (pto 3”), la corriente es líquido saturado a 2,7 bar y 77,8 °C (pto 7), entra en el desgasificador donde se mezcla con la extracción de alta presión de la turbina (pto 2). Tras su paso por el desgasificador (pto 8), el líquido saturado a 2,7 bar y 130 °C se bombea hasta 70 bar y se introduce de nuevo en la caldera a 130,9 °C.

El valor de la presión de la extracción de baja presión, (pto 3), ha sido optimizado en la simulación para determinar el valor que proporciona mejor rendimiento. La evolución del rendimiento en función de la presión se muestra en la gráfica 1.

⁵ Las simulaciones de las centrales propuestas se detallan en el anexo 3, “Simulaciones de los ciclos de vapor propuestos en EES”



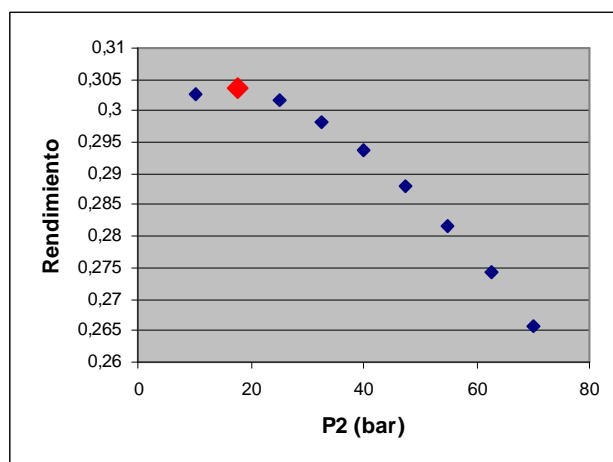
Gráfica 1. Rendimiento vs P3 (bar)

La presión más recomendable para la extracción de baja presión que mayor rendimiento de planta proporciona es 0,6856 bar.

4.3.3. Configuración 3

La configuración de ciclo de vapor 3 es muy similar a la configuración 2, pero en este caso la extracción realizada a la turbina es de alta presión. Las características del fluido son iguales hasta la entrada del desgasificador donde el líquido saturado entra a 0,11 bar y 47,6 °C (pto 6) donde se mezcla con la extracción de baja presión realizada a la turbina a 2,7 bar y 132,3 °C (pto 3'') y la extracción de vapor de alta presión tras su paso por el precalentador, 40 bar y 206,2 °C, (pto 10), y ser expandido mediante una válvula hasta la presión del desgasificador y 130 °C (pto 11). El líquido saturado de salida del desgasificador se bombea hasta la presión de caldera, las características del fluido en ese punto son 70 bar y 130 °C (pto 8). El líquido se introduce en el precalentador, atravesado por la extracción de alta presión, donde aumenta su temperatura a 205,3 °C (pto 9) antes de volver a la caldera.

El valor de la presión de la extracción de alta presión, (pto 2), ha sido optimizado en la simulación para determinar cual es el valor que proporciona mejor rendimiento. La evolución del rendimiento en función de la presión se muestra en la gráfica 2.



Gráfica 2. Rendimiento vs P2 (bar)

El valor de presión para la extracción de alta presión que maximiza el rendimiento es 17,66 bar.

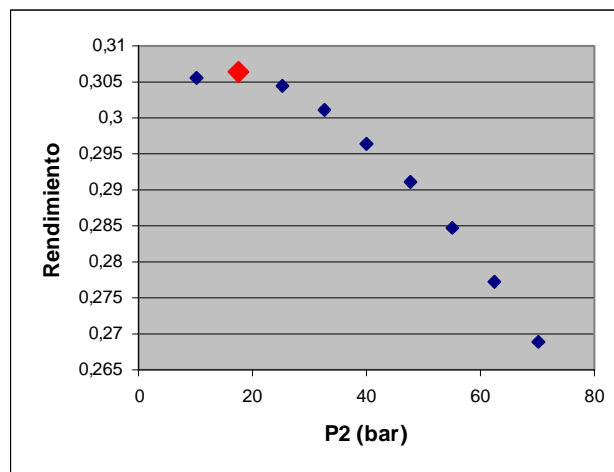
4.3.4. Configuración 4

En la configuración4, el vapor una vez turbinado entra en el condensador donde se mezcla con la corriente de salida de la extracción de vapor tras su paso por el precalentador de baja presión, 0,7 bar y 89,38 °C (pto 14) y una válvula donde se expande hasta la presión del condensador, 0,11 bar y 47,67 °C (pto 15).

La corriente de salida del condensador (pto 6) es bombeada hasta el precalentador de baja presión (pto 7) atravesado por la extracción de vapor de baja presión (pto 4"). A continuación entra en el desgasificador a 2,7 bar y 77,67 °C donde se mezcla con la extracción de media presión a 134,3 °C (pto 3") y la extracción de vapor de alta presión tras su paso por el precalentador de alta, 17,66 bar y 206,2 °C (pto 12) y una válvula donde se expande hasta 2,7 bar y 130 °C (pto 13).

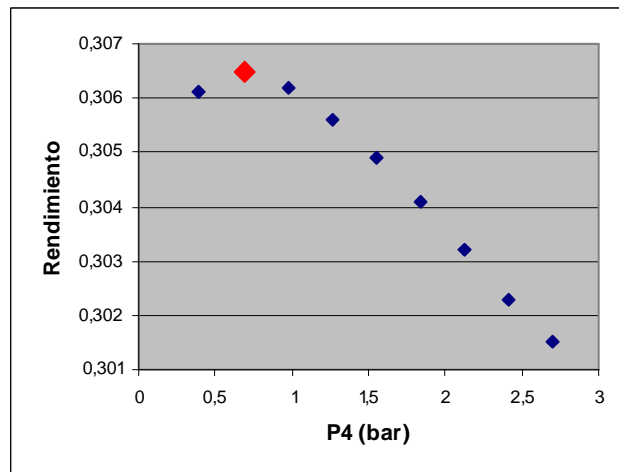
El líquido a la salida del desgasificador se bombea hasta la presión de caldera antes de entrar en el precalentador a 130,9 °C. Antes de entrar en la caldera el líquido se encuentra a 70 bar y 205,3 °C.

El valor de la presión de la extracción de alta presión, (pto 2) y el de la extracción de baja presión (pto 4), han sido optimizados en la simulación para determinar cuales son los valores que proporcionan mejor rendimiento. La evolución del rendimiento en función de estas presiones se muestra en las gráfica 3 y 4.



Gráfica 3. Rendimiento vs P2 (bar)

El valor de presión de la extracción de alta presión es 17,66 bar.



Gráfica 4. Rendimiento vs P4 (bar)

La presión más recomendable de la extracción de baja presión es 0,6856 bar.

4.4. Configuraciones de ciclo de vapor simuladas por escenario

Las simulaciones realizadas de los ciclos de vapor de las posibles plantas según el escenario y la configuración de vapor son:

Escenario 1 (350 kt):

Como la cantidad de biomasa es bastante elevada, la potencia esperada de la planta será media-alta, por lo que se ha analizado el rendimiento del ciclo de vapor de la planta con la configuración 4.

Escenario 2 (120 kt):

Por la cantidad de biomasa disponible, la potencia de la planta será pequeña-media por lo que se analizará el rendimiento de la planta con las configuraciones de vapor 2 y 3.

No se analiza el caso con la configuración 4 porque los costes específicos aumentarían mucho.

Escenario 3 (60 kt):

La cantidad de biomasa es baja por lo que se analizará el rendimiento de la planta con los ciclos 1 y 2. No se analiza el caso con las configuraciones 3 y 4 ya que los costes específicos aumentarían mucho.

4.5. Resultados obtenidos en las simulaciones

En la tabla 5 se resumen los resultados obtenidos de las simulaciones de las plantas propuestas para cada escenario.

4. Dimensionamiento y prediseño de la central

		Bagazo (kt)	Caudal vapor (t/h)	W (MW)	Rendimiento (%)
Escenario 1:	C4	350	113,9	29,77	30,65
Escenario 2:	C2	120	34,61	9,85	29,59
	C3	120	39,04	10,11	30,37
Escenario 3:	C1	60	17,31	4,88	29,3
	C2	60	17,31	4,93	29,59

Tabla 4. Resultados simulaciones EES.

Según las simulaciones realizadas a cada una de las configuraciones de vapor propuestas, y como era de esperar, la configuración que mejor rendimiento proporciona es la configuración 4, seguida de la 3, la 2 y por último la 1.

La configuración 1 es la que menor rendimiento proporciona ya que el ciclo consiste simplemente en una caldera, un condensador y un desgasificador y no existe ningún tipo de precalentador aumentando la temperatura media de absorción en la caldera y así el rendimiento.

Las configuraciones 2 y 3 cuentan con un precalentador de baja y alta presión respectivamente que aumentan el rendimiento con respecto a la configuración anterior. La eficiencia de la configuración 3 será mayor, pero también lo serán los costes.

La configuración 4 dispone de dos precalentadores que le proporcionan el máximo rendimiento de los ciclos propuestos.

De acuerdo con los resultados mostrados en la tabla, las plantas con mejor rendimiento en cada escenario serían:

Escenario 1: planta con configuración de vapor 4.

Escenario 2: planta con configuración de vapor 3.

Escenario 3: planta con configuración de vapor 2.

Para determinar definitivamente cual de las configuraciones será la más adecuada para la central en cada uno de los posibles escenarios habrá que tener en cuenta la rentabilidad económica de la planta por lo que se realiza más adelante un análisis económico de cada una de las opciones.

5. Análisis económico

5.1. Introducción

En el siguiente apartado se analizan los costes asociados y la rentabilidad de cada una de las plantas propuestas para determinar la viabilidad económica de las posibles centrales en cada uno de los escenarios.

A modo de comparación y dadas las muy diferentes costes de la energía en los dos países, se ha realizado el análisis económico de cada una de las plantas en el caso de que la central fuera instalada tanto en Venezuela como en España.

5.2. Costes contemplados

Para el análisis se han tenido en cuenta diversos costes e ingresos asociados a la instalación de la central que se detallan a continuación.

5.2.1. Coste de la biomasa

En el caso de España, el coste medio de la biomasa está entre 30 y 60 €/t. Así, suponiendo que existiera bagazo de caña de azúcar en España, se consideraría un coste por tonelada entre los valores mencionados.

En Venezuela, el coste de la biomasa es mucho más reducido ya que es un país muy rico en recursos naturales biomásicos y además, como se ha visto en el apartado 1, el precio de los combustibles fósiles es muy bajo, por lo que se espera que el de la biomasa también lo sea. Aún no se ha fijado precio por tonelada de bagazo suministrada por Molipasa, pero se prevé que el coste sea principalmente una cifra simbólica entre 0 y 10 €/t, pues la acumulación del bagazo en la fábrica supone un problema de almacenamiento, generación de olores e insectos y la empresa se muestra interesada en aportar la fracción de bagazo sobrante.

5.2.2. Coste de inversión de la instalación

En la tabla 5 se muestran los costes de inversión por kW instalado para cada una de las centrales analizadas,

	W (MW)	Coste España (€/kW)	Coste Venezuela (€/kW)
C1	4,879	3.035	2.580
C2	4,927	3.135	2.665
	9,854	2.800	2.380
C3	5,057	3.195	2.716
	10,113	2.855	2.427
C4	29,773	2.470	2.100

Tabla 5. Costes de inversión España y Venezuela⁶.

5.2.3. Costes de operación y mantenimiento

⁶ Costes calculados a partir de datos de plantas reales facilitados por una empresa de servicios energéticos y medioambientales

Los costes medios de operación y mantenimiento se suponen, para el caso español, de 1,2 c€/kW [8]. En Venezuela los costes se van a estimar un 15% inferiores de media, 1,02 c€/kW.

5.2.4. Precio del kWh producido

En España la producción eléctrica a partir de biomasa es una actividad primada por el estado español por pertenecer al conjunto de actividades de producción eléctrica en régimen especial definido en el Real Decreto 661/2007.

En este caso, la producción eléctrica a partir de bagazo de azúcar se clasifica en el grupo de energías renovables, centrales alimentadas con residuos agroindustriales (b8.1) para centrales de más de 2 MW de potencia.

En el decreto se definen dos tipos de tarifas, la tarifa regulada y la tarifa con prima de referencia.

La tarifa regulada, en este caso, es de 13,2994 c€/kWh durante los primeros 15 años y 8,9663 c€/kWh a partir de ese momento.

La tarifa media de venta de electricidad es de 5,754 c€/kWh [18] y la prima correspondiente, cuyo valor se añade a esta tarifa, es de 9,1620 c€/kWh, lo que supone una tarifa final de 14,916 c€/kWh. Ya que estas tarifas primadas tienen un límite inferior y superior y la tarifa final obtenida supera el límite superior se tomará como tarifa para los cálculos la tarifa fijada por este límite, 14,0812 c€/kWh.

En Venezuela, a diferencia de como ocurre en España las empresas eléctricas no reciben ningún tipo de primas por parte del estado por la producción eléctrica a partir de energías renovables. Las tarifas eléctricas son muy reducidas, teniendo la tarifa más cara un coste medio de 4 c€/kWh [21].

5.2.5. Cálculo del beneficio

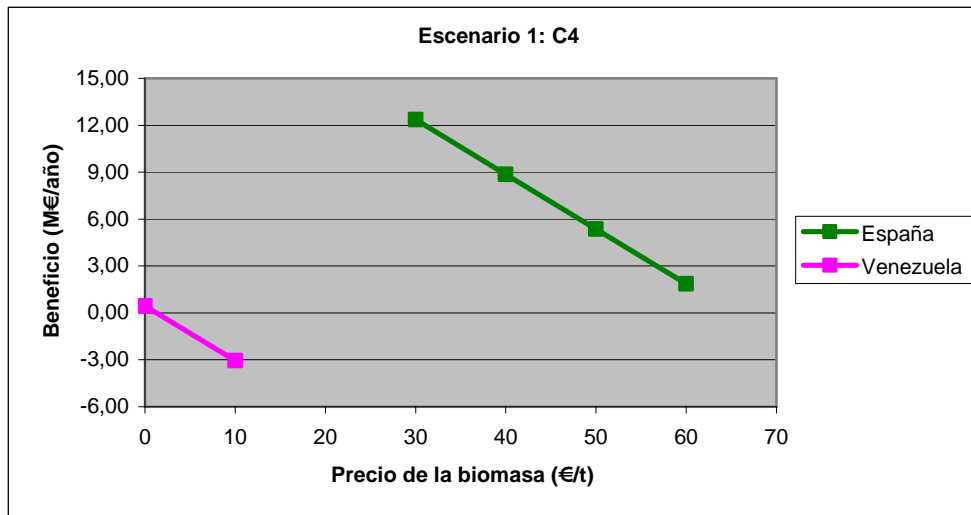
El cálculo del beneficio anual de la instalación se realiza restando a los ingresos por la venta de electricidad, calculados con la tarifa definida por el límite superior, los costes anuales asociados al consumo de bagazo, los costes de operación y mantenimiento de la instalación y los costes de amortización. Se ha estimado un periodo de amortización de 15 años al 5% de interés y se ha aplicado el modelo de amortización francesa.

5.3. Resultados

A continuación se muestran los resultados obtenidos del análisis económico de cada una de las centrales propuestas para cada escenario. Se han calculado los beneficios generados anuales teniendo en cuenta los costes mencionados previamente y con el fin de determinar la mayor o menor rentabilidad de las distintas centrales en un mismo escenario se han calculado los valores de TIR y VAN en el caso de que el coste de la biomasa fuera el mínimo posible, 30 €/t en el caso de España y 0 €/t en Venezuela.

5.3.1. Escenario 1

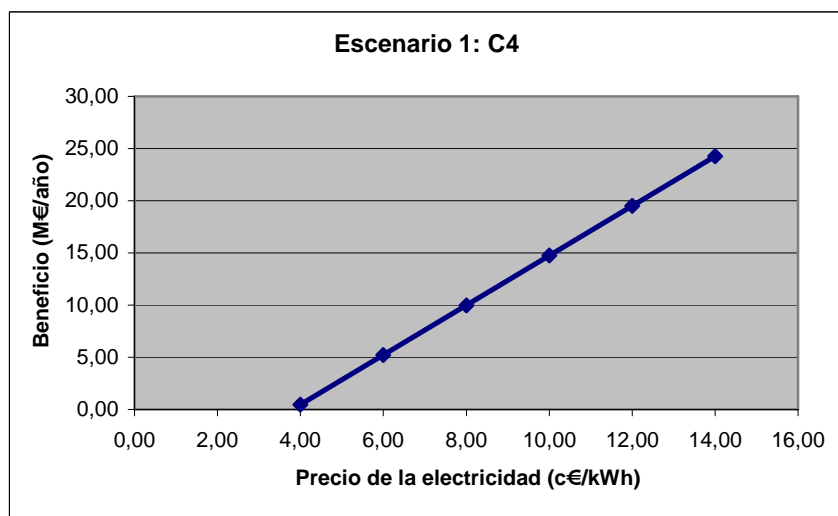
En el caso de que se dispongan de 350 kt de biomasa los beneficios anuales de la central en España y Venezuela se representan en la gráfica 6.



Gráfica 5. Escenario 1- C4: Beneficio (M€/año) vs Precio de la biomasa (€/t)

En España, la obtención de beneficios está garantizada, independientemente del coste del bagazo. El proyecto sería rentable ya que el valor de TIR calculado, 25,6%, es superior a la tasa de interés y el valor del VAN es positivo, 122,19 M€.

La instalación de la planta en Venezuela sería también rentable de acuerdo con los valores calculados de TIR y VAN respectivamente, 6,6% y 4,44 M€ de VAN. Ya que la obtención de beneficios en Venezuela está condicionada a que el coste de la biomasa sea prácticamente nulo, inferior a 0,449 €/t, se ha analizado la evolución de los beneficios en función del precio del kWh suponiendo un coste de la biomasa igual a 0 €/t (véase la gráfica 7).

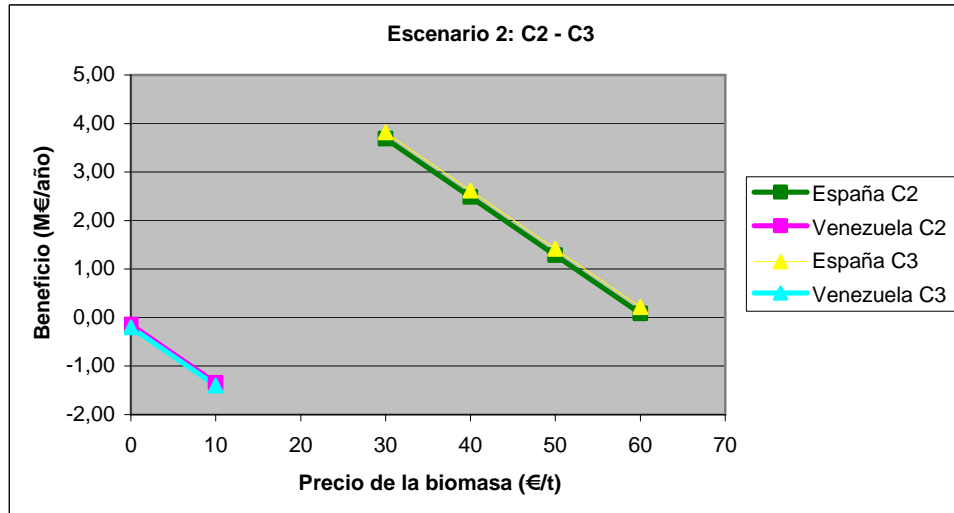


Gráfica 6. Escenario 1- Venezuela: Beneficio (M€/año) vs Precio electricidad (c€/kWh).

Como se observa en la gráfica 7, con las tarifas vigentes ya se obtendrían beneficios.

5.3.2. Escenario 2

Los beneficios calculados, si se disponen de 120 kt de biomasa, para las dos plantas propuestas, las plantas con configuración de vapor 2 y configuración 3, se muestran en la gráfica 8.



Gráfica 7. Escenario 2- C2-C3: Beneficio (M€/año) vs Precio de la biomasa (€/t)

En el escenario 2, en el caso de España, las plantas propuestas obtienen beneficios similares. Analizando los valores calculados de TIR y VAN que se muestran en la tabla 6., en el caso en el que el coste del bagazo fuera el mínimo posible, se concluye que ambas plantas serían rentables. La planta con configuración de vapor 2 ofrecería mayor rentabilidad ya que el valor del TIR es ligeramente superior al de la planta con configuración 3.

España	TIR	VAN (M€)
C2	21,8%	36,42
C3	21,6%	37,73

Tabla 6. Valores de TIR y VAN (Escenario 2 - España)

En el caso de Venezuela, como se observa en la gráfica 8, no se obtendrían beneficios en ninguna de las dos plantas analizadas independientemente del precio de la biomasa. Ninguna de las centrales resultaría rentable de acuerdo con los valores de TIR y VAN mostrados en la tabla 7 que han sido calculados suponiendo un coste nulo del bagazo.

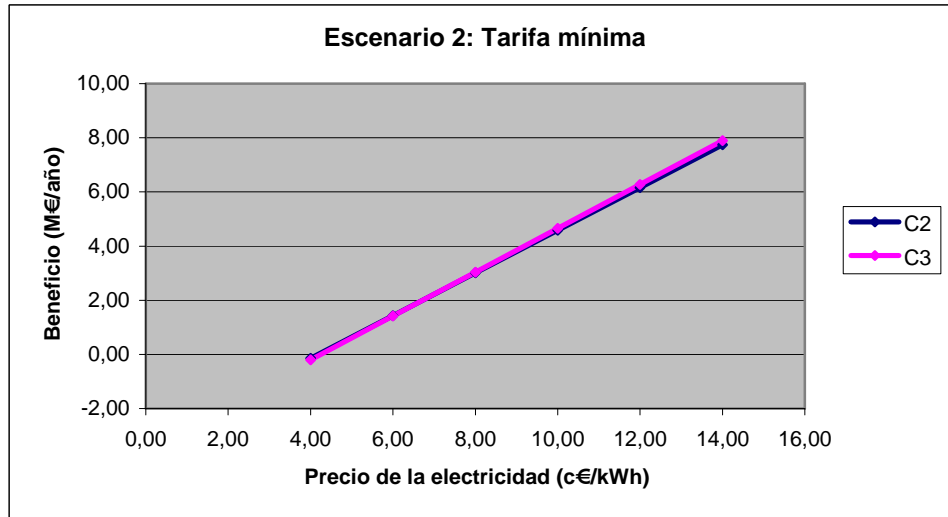
Venezuela	TIR	VAN (M€)
C2	4,0%	-1,43
C3	3,7%	-1,97

Tabla 7. Valores de TIR y VAN (Escenario 2 - Venezuela)

Teniendo en cuenta esto, se ha analizado la evolución de los beneficios conforme el aumento de las tarifas eléctricas en Venezuela, suponiendo un coste cero de biomasa, ya

que con las tarifas vigentes el proyecto no sería rentable.

En la gráfica 9 se comprueba que los beneficios, tanto en la central con configuración de ciclo de vapor 2, como en la configuración 3, son muy similares y aumentan significativamente con pequeños incrementos en las tarifas. Así, en el caso de la configuración 2, la tarifa mínima para la obtención de beneficios sería de 4,18 c€/kWh mientras que en la configuración 3 la tarifa sería un poco superior, 4,24 c€/kWh.



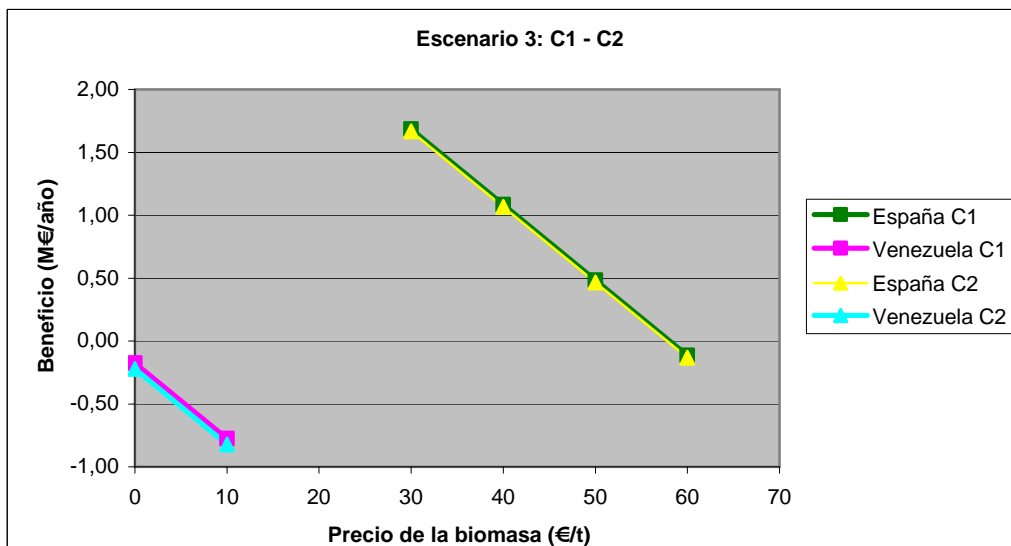
Gráfica 8. Escenario 2- Venezuela: C2-C3. Beneficio (M€/año) vs Precio electricidad (c€/kWh).

En el escenario 2, la central con mayor rentabilidad sería la central con configuración de ciclo de vapor 2, pero la viabilidad de la central estaría condicionada a un aumento de las tarifas hasta 4,18 c€/kWh.

5.3.3. Escenario 3

Se analiza la viabilidad de las dos posibles centrales, configuración 1 y configuración 2, para analizar la mejor opción económicamente cuando se disponen de 60 kt.

En la gráfica 10 se observa como en el caso de España la central condicionaría su rentabilidad a un precio máximo por tonelada de bagazo. En el caso de la central con configuración de vapor 1, el precio de la biomasa debería ser inferior a 58,1 €/t, mientras que en la central con configuración 2, este precio debería ser menor de 57,8 €/t.



Gráfica 9. Escenario 3- C1-C2: Beneficio (M€/año) vs Precio de la biomasa (€/t)

Los valores de TIR y VAN calculados determinan que la central con configuración de ciclo de vapor 1 será la opción más rentable. (véase tabla 8)

España	TIR	VAN (M€)
C1	19,6%	16,65
C2	18,9%	16,47

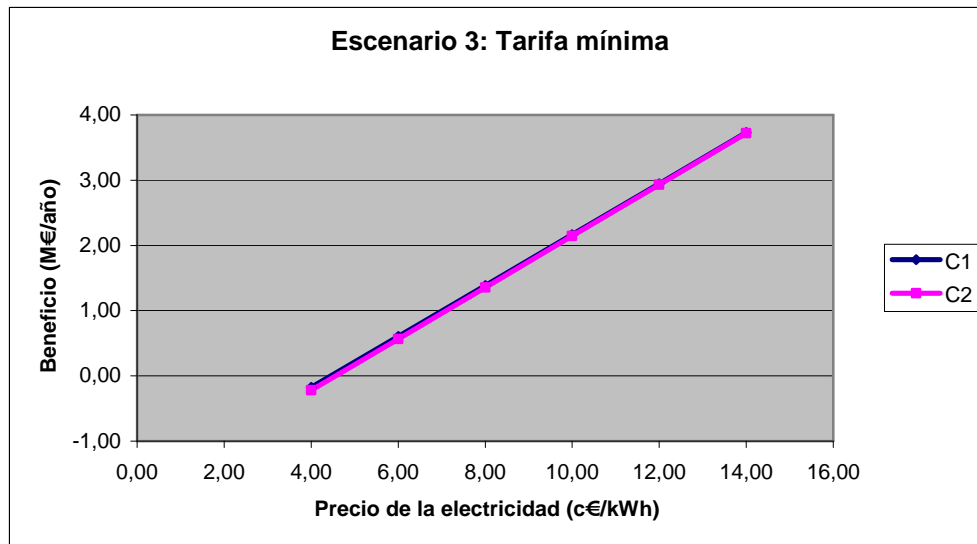
Tabla 8. Valores de TIR y VAN (Escenario 1 - España)

Por el contrario, como ocurría en el escenario 2, en el caso de Venezuela, el precio de la biomasa no condicionaría la obtención de beneficios ya que incluso en el caso de que la biomasa no supusiera ningún coste, no existirían beneficios. Los valores de TIR y VAN indican también la no viabilidad económica de ambas centrales propuestas como se comprueba con los valores calculados mostrados en la tabla 9.

Venezuela	TIR	VAN (M€)
C1	2,8%	-1,73
C2	2,3%	-2,19

Tabla 9. Valores de TIR y VAN (Escenario 1 - Venezuela)

Por ello, se ha analizado la variación de los beneficios con el aumento de las tarifas eléctricas y las tarifas mínimas para que el proyecto comience a ser rentable (véase tabla 11). La planta con configuración 1 obtendría sus primeros beneficios si la tarifa eléctrica fuera de 4,44 c€/kWh mientras que en la planta con configuración 2 la tarifa mínima requerida sería, 5,03 c€/kWh.



Gráfica 10. Escenario 3- Venezuela: C1-C2. Beneficio (M€/año) vs Precio electricidad (c€/kWh).

5.3.4. Resumen de resultados

El resultado del análisis de viabilidad económica de la instalación de la misma planta en España o Venezuela muestra que la instalación de la central implicaría muy diferentes resultados en función del país en el que se realizara.

A priori, podría pensarse que la central generaría mayores beneficios en el caso de instalarse en Venezuela ya que los costes asociados son considerablemente inferiores a los de España. Como se ha comprobado, el factor que condiciona la rentabilidad de la planta es el mínimo coste de la electricidad en Venezuela. El coste por kWh es tan reducido que ni siquiera cubre los costes de generación.

En España, la central con mayor rentabilidad sería la central propuesta para el escenario 1, ya que los costes disminuyen conforme aumenta la potencia de la central, aumentando así la rentabilidad. Los valores de TIR y VAN son mayores que los calculados para el resto de centrales como se muestra en la tabla 10.

En el escenario 2, la planta de mayor rentabilidad sería la de configuración de vapor 2, la planta con menor rendimiento. El mayor rendimiento de la configuración de vapor 3 no compensaría el aumento de los costes y la configuración 2 sería así más rentable, según los valores de TIR calculados.

En el escenario 3, como ocurre en el escenario 2, la central con mejor rentabilidad sería la de menor rendimiento, la central con configuración de vapor 1.

España		TIR (%)	VAN (M€)
Escenario 1	C4	25,6	122,19
Escenario 2	C2	21,8	36,42
	C3	21,6	37,73
Escenario 3	C1	19,6	16,65
	C2	18,9	16,47

Tabla 10. Valores TIR y VAN (España)

En el caso de Venezuela, las centrales propuestas no resultarían rentables excepto en el escenario 1, los valores de TIR calculados para el resto de centrales son menores que la tasa de interés, 5%, y los de valores de VAN son negativos, como indica la tabla 11.

Venezuela		TIR (%)	VAN (M€)
Escenario 1	C4	6,6	4,44
Escenario 2	C2	4	-1,43
	C3	3,7	-1,97
Escenario 3	C1	2,8	-1,73
	C2	2,3	-2,19

Tabla 11. Valores TIR y VAN (Venezuela)

Se han calculado las tarifas eléctricas mínimas a partir de las cuales desaparecerían las pérdidas y aumentaría la rentabilidad de las centrales, tabla 12.

Venezuela		c€/kWh
Escenario 1	C4	actual
Escenario 2	C2	4,18
	C3	4,24
Escenario 3	C1	4,44
	C2	5,03

Tabla 12. Tarifas mínimas kWh (Venezuela)

6. Conclusiones

La intensa crisis energética por la que atraviesa Venezuela en los últimos años y el alto potencial aprovechable de recursos biomásicos en el país han motivado el estudio de viabilidad de la instalación de una central termoeléctrica alimentada con bagazo de caña de azúcar en Guanare, en la región de Portuguesa.

La instalación de la planta, además del beneficio medioambiental, supondría también el aprovechamiento y valorización de los cuantiosos residuos de un sector con cierta relevancia en la economía de Venezuela como es el sector azucarero, que se encuentra desde hace unos años sumido en una crisis. La instalación de este tipo de plantas podría suponer un importante impulso para la reactivación del sector.

Existen tres posibles escenarios de implantación de la central según la cantidad de biomasa disponible, la cual depende del futuro de la propia fábrica azucarera que suministraría el bagazo de caña a la central:

Escenario 1 (350 kt bagazo/año):

La configuración de ciclo de vapor propuesta para la planta es la de mayor rendimiento de las configuraciones evaluadas. A pesar de que los costes de inversión también son los mayores es la única planta en la que se obtendrían beneficios, aunque muy bajos, con la tarifa eléctrica vigente, 4 c€/kWh.

Escenario 2 (120 kt bagazo/año):

Es el escenario más probable. Se ha analizado la viabilidad de dos posibles plantas, según la configuración de vapor 2 y la configuración 3. Ninguna de las dos plantas generaría beneficios económicos independientemente de los posibles precios de la biomasa, con la actual tarificación, pero si las tarifas eléctricas aumentaran por encima de 4,18 c€/kWh, sí generarían beneficios. La planta con la configuración 2 resultaría más viable ya que, a pesar de tener un menor rendimiento de ciclo, los costes de inversión son menores y como resultado los beneficios son mayores que los de la planta con la configuración 3.

Escenario 3 (60kt bagazo/año):

Se han analizado dos posibles plantas con las configuraciones 1 y 2. La rentabilidad de las dos plantas dependerá del incremento de las tarifas actuales hasta un mínimo de 4,44 c€/kWh. En ese caso, la planta más viable en este escenario sería la planta con la configuración de ciclo de vapor 1. Como ocurre en el escenario 2, la mejora en el rendimiento de la configuración del ciclo de vapor de la planta no compensa el aumento de los costes de inversión de la instalación y la planta más rentable es la de menor rendimiento, más sencilla y económica.

Se concluye que la instalación de una planta de producción eléctrica a partir de biomasa en Venezuela es técnicamente posible y podría ayudar a solucionar en parte los problemas de suministro del sistema eléctrico mediante el empleo de una energía limpia, pero su viabilidad está condicionada al incremento de las actuales tarifas eléctricas ya que en la actualidad son tan bajas que ni siquiera cubren los costes de producción.

7. Bibliografía

- [1] Posso, F. “*Estudio del desarrollo de las energías alternativas en Venezuela*”. Departamento de ciencias, Universidad de los Andes, Venezuela, 2004.
- [2] Hernández, N. “*Crisis eléctrica en Venezuela. Una situación anunciada hace más de 10 años*”. CMPC Consultores C.A., Caracas. 2009. (<http://www.cmpc-consult.com>)
- [3] Cova, Y. “*Caña de azúcar: un mercado amargo en Venezuela*”. Mercado de Dinero. Caracas. 2010.
- [4] Fraga, E. “*Gestión óptima de la operación de industrias sucroenergéticas en mercados eléctricos*”. Tesis doctoral. Universidad de Zaragoza. 2010.
- [5] Joyce J.A., Dixon T.F. “*Bagasse and cane trash combustion: Where to next?*”, Proceedings of the Australian Society of Sugar Cane Technology, Vol 28. 2006.
- [6] Franco, A. Giannini, N. “*Perspectives for the use of biomass as fuel in combined cycle power plants*”, International Journal of Thermal Sciences Volume 44, Issue 2. 2004.
- [7] Díez, L., Arauzo, I., Cortés, C. “*Apunte des combustión en generación termoeléctrica*”. Master oficial en EERR y eficiencia energética. Universidad de Zaragoza. Curso 2009-2010.
- [8] Royo, J. “*Apuntes de tecnologías de combustión de biomasa*”. Master oficial en EERR y eficiencia energética. Universidad de Zaragoza. Curso 2009-2010.
- [9] EPA. “*Biomass combined heat and power catalogue of technologies*”. Environmental Protection Agency, EEUU. 2007.
- [10] Werther, J., Saenger, M., Hartge, U., Ogada, T., Siagi, Z. “*Combustion of agricultural residues*”. Progress in Energy and Combustion Science, Volume 26, Issue 1. 2000.
- [11] Yin, C., Lasse, A., Rosendahl, L.A., Kær, S. K., “*Grate-firing of biomass for heat and power production*”. Progress in Energy and Combustion Science, Vol. 34, Issue 6. 2008.
- [12] Marx, P., Jeffrey, J. “*Combustion Engineering Issues for Solid Fuel Systems*”. Ed. Elsevier. (Chapters 7-8). 2008.
- [13] Van Look, S., Koppejan, J. “*The handbook of biomass combustion and cocombustión*”. Ed. Earthscan, UK-USA. 2008.
- [14] Sebastián, F.; García Galindo, D. y Rezeau, A. (Coordinadores), “*Energía de la biomasa (volumen I)*”. Prensas Universitarias de Zaragoza, Colección de Textos Docentes nº 173. 2010.
- [15] Silva, E. “*Curso internacional energía en la industria del azúcar y alcohol. Tema 2: Procesos y tecnologías para la conversión de bagazo*” NEST/UNIFEI- Brasil. 2004.
- [16] Rasul, M.G., Rudolph, V. “*Fluidized bed combustion of Australian bagasse*” Fuel, Volume 79, Issue 2. 1999.
- [17] Mispelon, B., Verbanck, H., McIntyre, P. “*Pinhole grate conversions of two 30 t/h boilers at south Nyanza sugar company, Kenya*”, Proceedings of the South African Sugar Technologists, vol. 70, South Africa. 1996.
- [18] REE. “*Síntesis del informe eléctrico 2009*”. Red eléctrica de España, 2010.

Páginas web consultadas:

- [19] Página oficial del gobierno Venezolano. (<http://www.presidencia.gob.ve>)
- [20] Comisión Económica para América Latina y el Caribe. CEPAL.
(<http://www.eclac.org>)
- [21] CORPOELEC-CADAFE.
(<http://www.corpoelec.gob.ve>),
(http://www.cadafe.com.ve/index.php?option=com_content&view=article&id=328&Itemid=461)
- [22] Coste del litro de gasolina en Venezuela. (<http://www.petroleonet.com>)
- [23] Gobierno en línea “*Estado de Portuguesa*”
(http://www.gobiernoenlinea.ve/venezuela/perfil_portuguesa.html)
- [24] Caldema. (<http://www.caldema.com.br>)